

По результатам, представленным на рисунке 2, можно сделать вывод, что в случае добавления присадки в нефть при охлаждении наблюдается уменьшение размера частиц более чем в 5 раз по сравнению с размерами частиц в исходной нефти. В случае нагрева нефти с присадкой так же наблюдается уменьшение размера частиц по сравнению с пробой исходной нефти более чем в 2 раза, но данная зависимость прослеживается только после температуры плюс 27 °С, до этого момента размеры частиц в исходной и обработанной пробах нефти остаются практически одинаковыми.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что перед применением тепловых методов для улучшения реологических свойств высокопарафинистой нефти для ее добычи, сбора и транспортировки необходимо проводить исследования данной нефти на предмет проявления аномалий после термообработки. Так как известно, что размер кристаллов парафинов оказывает решающее влияние на образование осадков в нефти и нефтепродуктах. Также установлено положительное действие присадки.

Литература

1. Анализаторы размеров частиц серии Photocor. Руководство пользователя. – 124с.
2. Аллавердиева Д.Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти. – М.: Наука и технология углеводородов, 2002, №1. – 50–53 с.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах. [Текст]: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Буря Е.Г. – Москва, 2001.
4. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М., Недра, 1975. – 168 с.
5. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки. Химия и технология топлив и масел. 2002. №3. С.26–29
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия.
7. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. М., Химия, 1998. – 448с.
8. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания томских нефтей// Известия Томского ордена октябрьской революции и ордена трудового красного знамени политехнического института им. С.М.Кирова, – Томск, 1976. – Том 253, 5–8 с.
9. Черкасова Е.И., Сафиуллин И.И. Особенности добычи высоковязкой нефти//Вестник технологического университета. 2015. Т.18, №6.

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.А. Шефер

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Призабойная зона пласта (ПЗП) – это область пласта вокруг скважины, которая вскрывает пласт и в пределах которой изменяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данное явление происходит с момента разбуривания скважины и в процессе всего эксплуатационного периода. Изменение ФЕС связано с нарушениями физико-химических свойств горной породы, а также с нарушениями механического равновесия. Отсюда можно сделать вывод, что продуктивность скважины напрямую зависит от состояния призабойной зоны.

Одной из важных характеристик ПЗП, которая влияет на продуктивность скважины, является проницаемость. Оценить изменчивость проницаемости помогает скин-фактор. Этот параметр объясняет наличие зоны с изменяющейся проницаемостью вокруг скважины. Чтобы преодолеть скин-сопротивление необходимо создать повышенное давление, что ограничено энергетическими возможностями пласта. В результате продуктивность уменьшается. Таким образом, скин-фактор – это мера дополнительной депрессии, которая необходима для преодоления загрязнённой зоны.

Херст и Ван-Эвердинген впервые ввели понятие скин-фактор [1]. Они заметили отличие реальных значений депрессии от расчётных теоретических. В результате, для оценки скин-фактора вывели зависимость:

$$S = \frac{k \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B}, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; ΔP – депрессия, Па; Q – дебит скважины, м³/сут; μ – вязкость жидкости, мПа·с; B – объёмный коэффициент жидкости, м³/м³.

Позже был введен термин отрицательного скин-фактора. Отрицательный параметр описывает скважину, у которой фильтрационные характеристики призабойной зоны лучше, чем у пласта в целом.

Стоит отметить, что на дебит скважинной продукции гораздо сильнее оказывает влияние уменьшение проницаемости ПЗП, а не её увеличение, по сравнению с естественной проницаемостью до разбуривания. Приёмистость нагнетательных и продуктивность добывающих скважин возможно изменять, если регулировать параметры ПЗП. Искусственное воздействие на ПЗП является хорошим методом интенсификации добычи нефти.

Основные причины снижения проницаемости в призабойной зоне обусловлены физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости, геологической характеристикой продуктивного пласта, изменяющимися во времени термобарическими условиями, а также гидромеханической закупоркой фильтрационных каналов при проведении технологических операций.

Для добывающих скважин свойственны следующие причины загрязнения призабойной зоны пласта: возникновение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и гидратов (свойственно газовым скважинам) из-за изменения термобарических условий; образование водонефтяной эмульсии, которая обладает значительно большей вязкостью, чем обычная нефть; прорыв пластовой воды к забою добывающей скважины, особенно в гидрофильной породе, так как порода смачивается водой и капиллярное давление препятствует вытеснению.

В нагнетательных скважинах преобладают следующие причины: содержащиеся в закачиваемой воде илистые частицы снижают проницаемость более, чем в 10 раз; набухание глинистых пропластков в результате взаимодействия с пресной водой; образование солей при контакте пресной и пластовой воды, обладающей большей минерализацией (реакция происходит при несовместимости вод и низкой температуре пласта); при переводе скважины из фонда добывающих в фонд нагнетательных скважин остаточная нефтенасыщенность в призабойной зоне негативно сказывается на проницаемости.

Также можно выделить отдельную категорию причин, снижающих проницаемость ПЗП, которые актуальны, как для добывающих, так и для нагнетательных скважин: нарушение естественной проницаемости в процессе разбуривания скважины, последующей цементации и перфорации; загрязнение различными мехпримесями, которые проникают с различными технологическими жидкостями (фильтрат бурового раствора, жидкость глушения, промывочная жидкость); неспособность коллекторских пород сопротивляться фильтрационному размыву при эксплуатации скважины становится причиной разрушения скелета пласта и поступления мелких частиц на забой скважины (особенно актуально для пород, сложенных слабосцементированным песчаником); коррозия оборудования; продукты жизнедеятельности микроорганизмов.

Важным этапом перед выбором метода ОПЗ является необходимость производства ряда геофизических и гидродинамических исследований, чтобы выявить причины снижающие фильтрационные свойства ПЗП. Также при проведении исследований важно изучить свойства и состав флюида, насыщающего горную породу, и собственно физико-химические свойства продуктивной горной породы. К кандидатам на ОПЗ относятся следующие скважины: после бурения; которые не вышли на режим, из-за отложений; с низкими показателями после гидравлического разрыва пласта (ГРП); которые долгое время были в бездействии; находящиеся длительное время в эксплуатации, приток к которым начал снижаться. Важно отметить, что к ОПЗ допускаются только скважины, у которых цементное кольцо не нарушено, а эксплуатационная колонна герметична.

В основу технологий ОПЗ входит применение механических, термических, физических или химических воздействий на проблемный участок. Химическая обработка заключается в применении кислот, ингибиторов, растворителей или поверхностно-активных веществ. Данный вид обработки эффективен, если проницаемость ПЗП нарушена растворимыми веществами. Термические методы применяются, если ухудшение проницаемости происходит, из-за отложения АСПО. К данной технологии относятся: электроподогрев, импульсно-тепловое воздействие, обработка горячей нефтью или паром. Для удаления мелкодисперсных частиц или остаточной нефтенасыщенности подходят физические методы, которые основываются на создании акустического или вибрационного воздействия. Если необходимо создать в призабойной зоне дополнительные трещины с целью охвата фильтрацией отдалённых зон пласта применяют механические методы, например, ГРП или перфорация.

В настоящее время существует большое разнообразие технологий очистки ПЗП, но, к сожалению, часты случаи, когда применяемые технологии оказываются малоэффективными и не дают желаемого результата. Эта проблема особо актуальна для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Чтобы разобраться в причинах неэффективности применяемых технологий необходимо рассмотреть современные подходы к очистке ПЗП на месторождениях Западной Сибири.

На данный момент набирает популярность технология виброволнового воздействия, которая была успешно применена на Южно-Охтеурском месторождении. Сущность технологии заключается в обработке ПЗП промывочной жидкостью, поток движения которой пульсационный. Частота 1-3 Гц, а давление изменяется в пределах от 1 до 6 МПа. В результате анализа геологических условий и опыта разработки прошлых лет был составлен технологический план, состоящий из нескольких этапов. На первом этапе необходимо разрушить структуру загрязнения с помощью гидравлических импульсов. Следующий этап включал в себя кислотную обработку с целью растворения загрязняющих частиц. На заключительном этапе важно создать депрессию (для добывающих скважин) или репрессию (для нагнетательных), чтобы очистить или вытеснить в пласт частички загрязнения.

Эффективность данной технологии продемонстрировано на трёх скважинах, одна из которых была очень проблемной. В данной скважине произошло большое поглощение бурового раствора, что повлекло за собой низкую продуктивность. Была произведена сначала кислотная обработка, а затем ГРП, которые дали эффект на непродолжительное время. После была проведена виброволновая обработка, которая позволила получить прирост нефти на 6 т/сут. Эффект от применения данной технологии наблюдался длительное время. На других скважинах результаты также были положительными, в среднем прирост составлял порядка 5,5 т/сут [2].

Также в современной обстановке достаточно популярен комплексный подход к кислотной обработке скважин. На месторождениях филиала «Муравленковскнефть» был произведён анализ стандартной химической обработки. Кислоты и их концентрации выбирались исходя из прошлого опыта. Наблюдения проводились на 143 скважинах из которых 79 нагнетательные, а 64 – добывающие. Эффективность по добывающим скважинам не превысила 40 %, а по нагнетательным не выше 50%. Стоит отметить, что обработка считалась успешной, если дебит добывающей скважины вырос на 1,5 т/сут, а в нагнетательной, если приёмистость увеличилась на 30%. В связи с малой эффективностью был разработан комплексный подход, по модели которого разработали трёхстадийную кислотную обработку ПЗП для терригенных пород.

На первой стадии ПЗП обрабатывается ароматическими растворителями и раствором ПАВ. Данная операция производится с целью вытеснения пластовой воды, чтобы снизить риск протекания реакции между

плавиковой кислотой и ионами пластовой воды (K^+ , Na^+ , Ca^{2+}) и не допустить выпадения осадка. Вторая стадия включает последовательную обработку соляной и грязевой кислотами, с целью растворения загрязняющих веществ. Перед проведением ОПЗ целесообразно изучить литологический состав, чтобы правильно подобрать концентрацию кислот в растворе. Для лучшего эффекта рекомендуется между обработками проводить промывку моющими ПАВ, чтобы удалить продукты реакции. На третьей стадии проводят вытеснение в пласт загрязняющих веществ и обработку ПЗП различными ПАВ с целью недопущения изменения фазовой проницаемости.

Для проверки эффективности новой технологии испытания провели на 331 скважине, большая часть из которых была нагнетательные. Результат показал, что доля успешных обработок по добывающим скважинам достигла 80%, а для нагнетательных 90%. Прирост по нефти в среднем составил 2,7 т/сут [3].

Исходя из всего вышесказанного, стоит отметить, что призабойная зона скважины является важным элементом системы «пласт-скважина». От «чистоты» ПЗП зависит продуктивность добывающих и приёмистость нагнетательных скважин. Существует множество причин, загрязняющих данную зону, которые необходимо анализировать при выборе метода воздействия. Чтобы достичь максимальной эффективности применяемых технологий необходимо придерживаться следующих принципов. Во-первых, необходимо определить целесообразность применения ОПЗ, при которой важен избирательный подход. В большинстве случаев изначально обработке подвергаются скважины, которые имеют наибольшую «перспективу». То есть, это скважины, которые после ОПЗ с большей долей вероятности дадут прирост в добыче нефти. Во-вторых, следует выяснить причины снижения проницаемости ПЗП, изучить литологический состав, изменение термобарических условий и эксплуатационные показатели скважины, а также технологические операции, проводимые с ней. В-третьих, важно подобрать технологию, которая подходит под данные геолого-технические условия, качественно проработать все стадии технологической операции и составить подробный план.

Литература

1. Андаева Е.А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважины / Е.А. Андаева, Л.С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2012. – №9. – С. 41–45.
2. Апасов Т.К. Использование виброволнового воздействия для восстановления продуктивности скважин / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №1-1. – С. 304–311.
3. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа // Георесурсы. – 2010. – №1 (33). – С. 7–10.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Е.О. Шишкина

Научный руководитель - начальник управления лабораторных исследований керна

А.Г. Скрипкин

АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

В настоящее время, темпы и объёмы нефтедобычи постепенно снижаются. В первую очередь, это связано с истощением месторождений, а также наступает преждевременное обводнение скважин. С помощью традиционных способов добычи из нефтяного пласта извлекается всего 25-45 % нефти, но больший процент от первоначальных геологических запасов составляют остаточные или не извлекаемые запасы промышленно освоенными методами разработки нефти. В связи с этим, актуальным является применение усовершенствованных методов, направленных на применение новых технологий воздействия на пласт и улучшения традиционных методов.

Сегодня, для увеличения нефтеотдачи существует множество методов. Наиболее эффективными методами являются химические методы. Химические методы подразделяются на: методы, направленные на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием – суть заключается в закачке вязких водоизолирующих составов, которые способствуют выравниванию профиля приемистости (например, полимерное заводнение, закачка гелеобразующих составов); методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения – суть заключается в добавлении веществ, способствующих образованию устойчивых эмульсий между водой и нефтью (например, закачка поверхностно-активных веществ, щелочное заводнение) [1]. Комбинированные методы, направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием, данные технологии могут быть использованы в различных сочетаниях, таких как щелочно-полимерный (АП), поверхностно-активное вещество-полимер (СП) и щелочь-ПАВ-полимер композиция (АСП) [2].

Для моделирования ПАВ-полимерного заводнения была реализована схема эксперимента в лаборатории физики пласта компании АО «ТомскНИПИнефть», которая позволяет выполнить комплексное исследование, включающее:

- подбор оптимальной рецептуры применяемого раствора ПАВ и полимера,
- фильтрационный эксперимент на колонке образцов керна
- анализ степени адсорбции закачиваемых компонентов.